

半年度报告——天然气

供应脆弱性犹在，上行风险大于下行空间

走势评级：TTF:看涨/HH:看涨
报告日期：2023 年 6 月 30 日

★美国需求好于预期，但供应对于价格的负反馈尚未形成：

2021 和 2022 年需求年度增量分别为 4.3Bcf/d 和 5.6Bcf/d，可以看出新冠危机后的需求修复的动能非常强大，但是至 2023 年需求年度增量可能降至 0.7 Bcf/d。需求增速下滑，而供应仍在高速扩张是 Nymex 天然气由牛转熊最为核心的驱动。美国天然气需求并没有想象中的差，尤其煤气转换和 LNG 出口增量均为需求提供了支撑。供应对于低价的负反馈并未形成，趋势性上涨行情很难出现，原因在于需求不太可能进入到新一轮上行周期。

★欧洲天然气需求或已见底，供应脆弱性依存：

欧洲天然气市场的核心矛盾在于需求。回溯 2022 年下半年以来的变化，工业部门需求率先下降，因为无法将能源成本充分地传导至终端产品上。暖冬进一步挤压居民和商业部门的天然气需求。由于欧洲经济下行压力逐步加大，电力需求总量也在下降，同时新能源发力有明显恢复，进而挤压煤电和气电的空间。进入到 2 季度，需求基本上已经触底，进一步被挤压的空间变得非常有限。欧洲供应安全问题在需求坍塌之下被掩盖，在未来很有可能会再度对市场产生扰动。

★投资建议：

对于亚欧市场来说，最重要的变量乃是东北亚需求。东北亚需求疲弱才让欧洲得以大量进口 LNG 补充 PNG 的缺口。一旦东北亚需求出现较为强劲的复苏，那么欧洲将与亚洲必然将争夺有限的 LNG 船货资源。欧洲天然气需求进一步被挤压的空间非常有限，但是目前欧洲供应水平并不足以支撑欧洲工业部门需求强势复苏。需求疲弱时，供应问题被掩盖。我们预计东北亚和欧洲或在 23/24 年取暖季之前争抢 LNG，TTF 和 JKM 均将趋于上涨，我们对于 TTF 冬季合约目标价预期为 100 欧元/MWh。美国天然气市场的矛盾相对更小，供应增速远超需求增速并不会被逆转，需求很难进入到新一轮的上行周期，而供应对于低气价的负反馈不易形成。不过由于欧洲市场与美国逐渐在形成更为紧密的联动，HH 也将趋于上涨，但是涨幅一定要弱于 TTF。

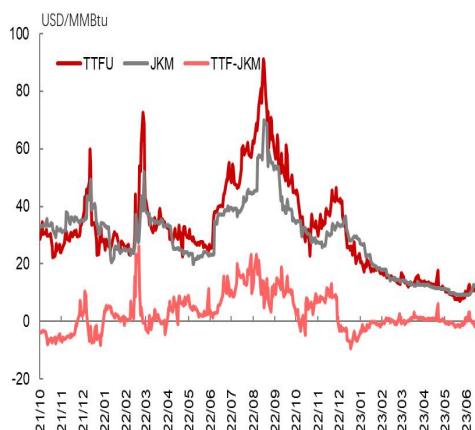
★风险提示：

海外经济实质性衰退等。



金晓 首席分析师（能源与碳中和）
从业资格号：F3005393
投资咨询号：Z0012069
Tel: 8621-63325888-2483
Email: xiao.jin@orientfutures.com

主力合约行情走势图（天然气）



重要事项：本报告版权归上海东证期货有限公司所有。未获得东证期货书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。本报告的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成交易建议，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。
有关分析师承诺，见本报告最后部分。并请阅读报告最后一页的免责声明。

目录

1、美国天然气市场——供应增速远超需求增速.....	5
1.1、尽管气价低位，供应仍在稳步增长中.....	6
1.2、需求没有预期得那么差，煤气转换支撑天然气发电需求.....	8
1.3、LNG 出口将是 2023 年需求增量的主要贡献力量.....	11
2、欧洲天然气市场——掩盖于脆弱供给体系外壳下的平静.....	13
2.1、电力市场转过剩，火电被挤压.....	13
2.2、欧洲天然气需求短期或已见底.....	15
3、亚洲需求是 LNG 市场的核心变量.....	20
4、投资建议.....	22
5、风险提示.....	23

图表目录

图表 1: 美国 DOE 库存偏离度 vs Nymex 气价.....	5
图表 2: 美国 PJM 电价 vs HH 气价.....	5
图表 3: 美国天然气供需平衡表 (单位: Bcf/d)	6
图表 4: 美国原油和干气产量.....	7
图表 5: 主要页岩气产区天然气产量.....	7
图表 6: Nymex 远期曲线结构.....	7
图表 7: 美国天然气钻机数量.....	7
图表 8: 美国天然气月度消费量 (电力工业居民商业)	8
图表 9: 美国电力行业月度天然气消费量.....	8
图表 10: 美国工业部门月度天然气消费量.....	9
图表 11: 美国居民和商业部门月度天然气消费量.....	9
图表 12: 美国电厂平均煤炭和天然气成本.....	9
图表 13: 美国煤气转换范围.....	9
图表 14: 美国分电源发电量增速.....	10
图表 15: 美国分电源发电量同比增量.....	10
图表 16: 美国煤电每年产能淘汰.....	11
图表 17: 美国气电每年净增产能.....	11
图表 18: 美国当前各电源装机总量 (截至 23 年 4 月)	11
图表 19: 2023-2024 各电源计划装机量.....	11
图表 20: 美国 LNG 月度出口量.....	12
图表 21: 美国 LNG 分终端出口量.....	12
图表 22: 美国 LNG 出口流向.....	13
图表 23: 美国 LNG 出口产能 (基准负荷下)	13
图表 24: 德国基准负荷电价 vs TTF.....	14
图表 25: TTF (欧元/MWh) vs API2 vs 欧洲碳价.....	14
图表 26: 欧洲发电量同比增量.....	14
图表 27: 欧洲气电月度发电量.....	14
图表 28: 欧洲煤炭月度发电量.....	15
图表 29: 德国煤电点火价差.....	15
图表 30: 22/23 取暖季欧洲天然气需求下降分布.....	16
图表 31: 欧盟出台强制性和自愿性节能措施成员国数量.....	16
图表 32: 德国和意大利气温较历史常值偏离度.....	16

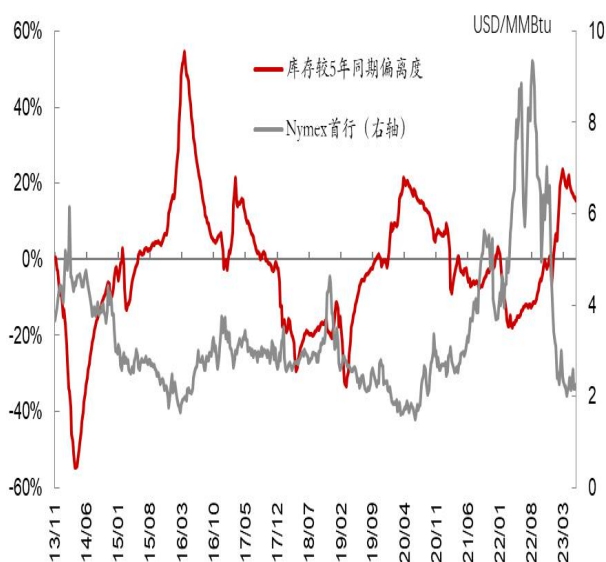
图表 33: 欧洲粗钢月度产量.....	16
图表 34: 西欧和中欧原铝月度产量.....	17
图表 35: 欧洲精炼锌月度产量.....	17
图表 36: GIE 欧洲天然气库存.....	18
图表 37: GIE 欧洲天然气库存偏离度.....	18
图表 38: 欧洲天然气月度实际消费量.....	18
图表 39: 欧洲 LNG 月度进口量.....	18
图表 40: 俄罗斯 PNG 对欧洲供应量.....	19
图表 41: 挪威等国 PNG 对欧洲供应量.....	19
图表 42: 欧洲天然气供需平衡表 (单位: 亿立方米)	19
图表 43: JKM vs TTFU.....	20
图表 44: 全球 LNG 供应和需求同比增量.....	20
图表 45: 东北亚 (中日韩) LNG 月度进口量.....	21
图表 46: 日本 LNG 月度进口量.....	21
图表 47: 日本天然气月度发电量.....	21
图表 48: 日本核电月度运营产能.....	21
图表 49: 中国 LNG 月度进口量.....	22
图表 50: 中国 PNG 月度进口量.....	22

2023 年天然气市场最重要的变化莫过于波动率回归，而波动率回归的本源在于供给和需求边际变化幅度均较 2022 年显著下降。自 2022 年 8 月份气价见顶以来，无论是 TTF、JKM 还是 Nymex 都较峰值水平大幅下挫。驱动气价下跌的核心动力在于需求坍塌（欧洲）或供给增速已经远超需求增速（美国），结果自然是平衡表由短缺转过剩。如果需求还有进一步被挤压的空间，那么气价的下行可能不会结束。否则，气价可能会缓慢回升。需求主导的气价下跌或许已经让我们以为供应不需要再担心了。相反，我们却认为供应体系依然处于脆弱的状态，这种脆弱性将会在特定时候施压于市场。

1、美国天然气市场——供应增速远超需求增速

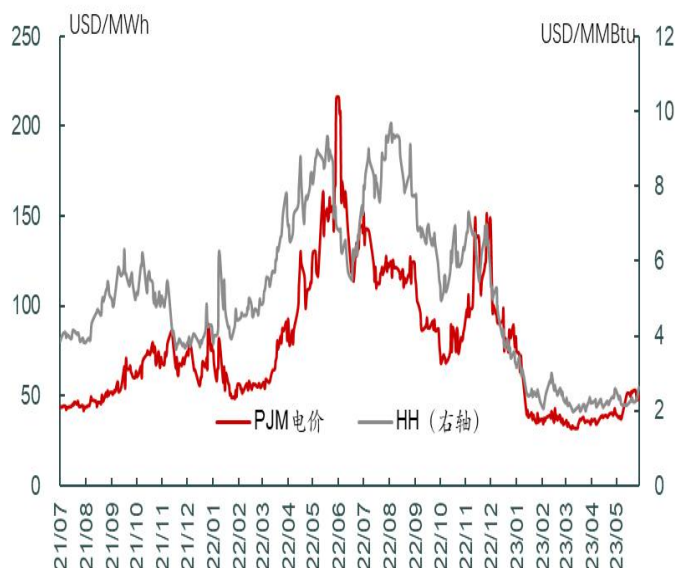
Nymex 气价较 2022 年 8 月份的峰值水平一度跌去了 80%，曾短暂跌破比较关键的支撑位 2USD/MMBtu。此后，Nymex 一直在 2-3USD/MMBtu 区间内震荡。进入到 2023 年最重要的特征就是波动率大幅下降，无论是隐含波动率还是历史波动率均较此前峰值水平下降。波动率下降的源头在于美国经济从此前过热状态转向冷却，但尚未出现需求崩溃的情况，很像 2019 年时的情形。

图表 1：美国 DOE 库存偏离度 vs Nymex 气价



资料来源：EIA，东证衍生品研究院

图表 2：美国 PJM 电价 vs HH 气价



资料来源：Bloomberg

基本面上的拐点出现在 2023 年 3 月中旬，对应着取暖季结束。截至 6 月下旬，库存偏离度较峰值水平已经下降 10 个百分点，主要是 Freeport 重启后对于改善美国天然气平衡表起到了一定的积极作用。综合去看，2023 年美国天然气总需求甚至较 2022 年微幅上升，但是供应增量已经远超需求增量则成为天然气市场牛熊转折的核心驱动。价格对于基本面转折的反应是滞后的。上一轮库存偏离度底部出现在 22 年 4 月上旬，而价格的顶部却是在 22 年 8 月份。虽然滞后了一些，但是市场对于 2023 年的累库预期却计价

得非常充分。经历 2022 年 12 月至 2023 年 2 月三个月的连续，直接把价格打压至边际成本位置附近。那么接下来重要的变量则是供应对低价格是否存在负反馈，低气价对于需求所能贡献的边际增量。前面两个变量任何一个出现有意义的变化，价格都可能存在反弹动能，但是终究只能是反弹，而非反转，最重要的是需求不太可能进入到新一轮的上行周期。

图表 3：美国天然气供需平衡表（单位：Bcf/d）

	2019	2020	2021	2022	2023E
干气产量	92.9	91.5	94.5	98.1	102.3
管道气进口-加拿大	7.4	6.8	7.6	8.2	8.2
总供应	100.3	98.3	102.1	106.3	110.5
电厂	30.9	31.8	30.9	33.2	33.6
工业	23.1	22.3	22.7	23.2	22.8
居民+商业	23.4	21.4	22.1	23.4	22.5
LNG 出口	5	6.5	9.7	10.6	12
管道气出口	7.8	7.9	8.3	8.5	8.5
产地+管道消耗	7.7	7.8	8.3	8.7	8.9
总需求	97.9	97.7	102	107.6	108.3
库存变化	1.4	0.4	-0.4	-0.8	2.2
平衡误差项	1.0	0.2	0.3	-0.5	-

资料来源：EIA，东证衍生品研究院

1.1、尽管气价低位，供应仍在稳步增长中

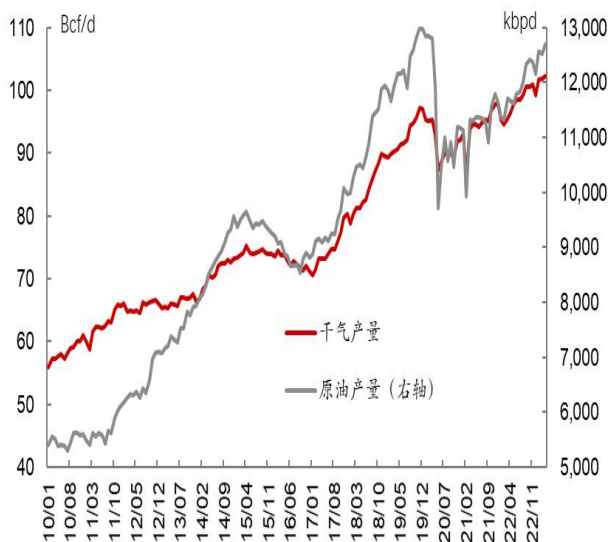
尽管美国天然气价格已经接近历史底部区域，但是供应尚未受到负面影响，仍然保持增长的势头。2023 年 1 季度，美国干气产量均值为 102Bcf/d，较 2022 年同期增长 7Bcf/d，同比增速高达 7%。分区域来看，Permian、Marcellus 和 Haynesville 是主要增产区域，其中 Permian 产量增长主要来源是伴生气，而 Utica 和 Eagle Ford 则是勉强维持。2023 年 1-4 月份，Permian、Marcellus 和 Haynesville 产量同比分别增长 2.5、1.3 和 3.1Bcf/d。

自页岩革命以来，只有两个年份的产量年度录得负增长，分别是 2016 和 2020 年，对应的 HH 年度均价分别为 2.5 和 2.0USD/MMBtu，也就是说极低气价的确会抑制供应，但是这一次却是不一样。2019 年 HH 年度均价也只有 2.56USD/MMBtu，但是 2019 年产量增速却高达 10%，原因在于 2018 年初冬的寒潮导致价格大幅上涨，自然也抬升了远期价格曲线，生产商得以在价格高位实现利润锁定。此外，虽然近端价格跌至较低水平，但是整体远期价格依然维持在非常高的位置，这对于抑制未来的资本开支可以说是毫无帮助。远期曲线结构高企，意外者生产商所能实现的套保后销售价格将远远高于现货价格。

一般情况下，价格对于供应的传导路径是低气价，资本开支大幅下降，表现为钻机数量下降，进而传导至产量。目前来看，气价足够低，但是资本开支较此前高位有所回落，但是远远还没有达到能够抑制产量的程度。2016 和 2020 年产量负增长，彼时钻机数量

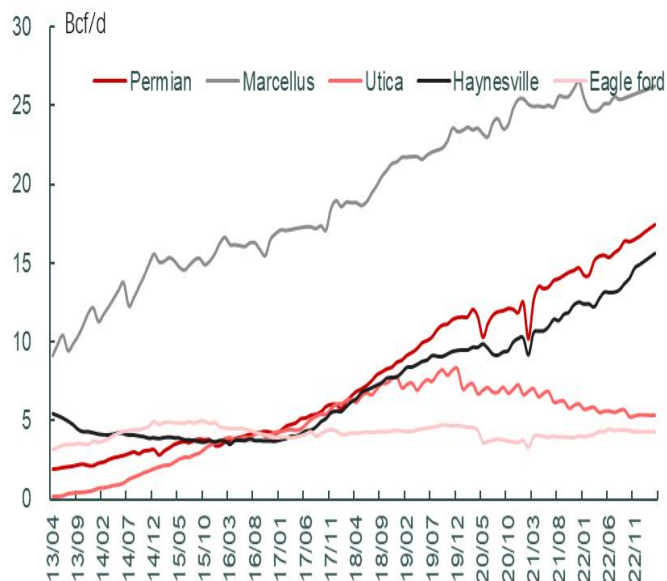
的底部分别为 90 和 70。而截至 6 月下旬，天然气钻机数量依然高达 130 个。资本开支回落的速度依然是太慢，尽管产地现货价格早已跌至 1.5USD/MMBtu 附近。

图表 4：美国原油和干气产量



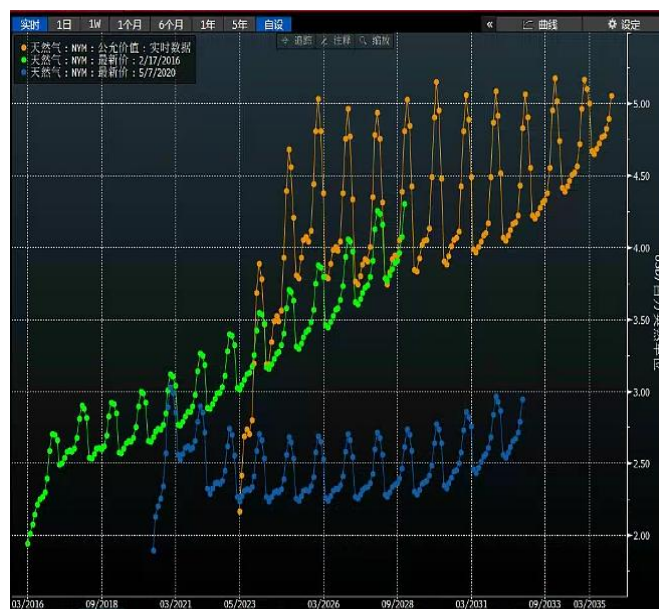
资料来源：Bloomberg

图表 5：主要页岩气产区天然气产量



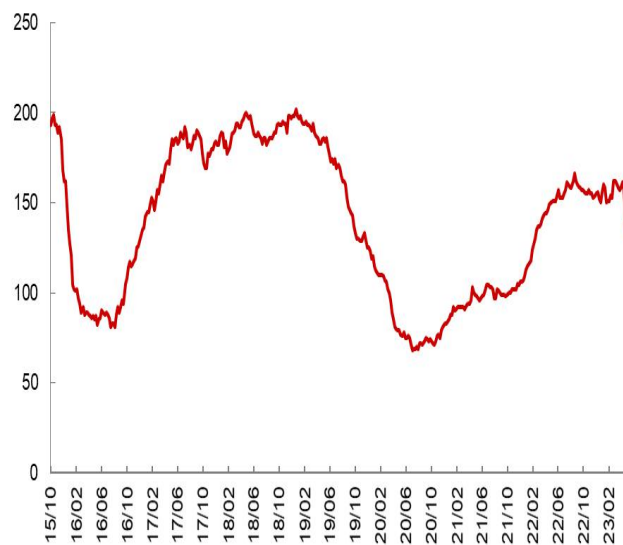
资料来源：EIA

图表 6：Nymex 远期曲线结构



资料来源：Bloomberg

图表 7：美国天然气钻机数量



资料来源：Baker Hughes

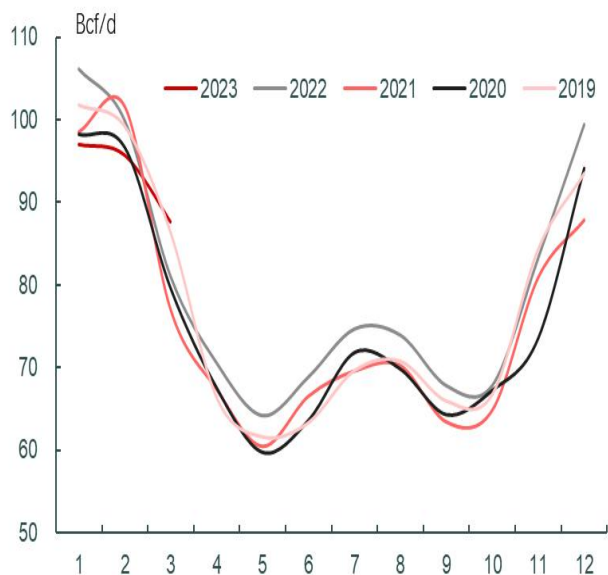
1.2、需求没有预期得那么差，煤气转换支撑天然气发电需求

从年度数据来看，2021 和 2022 年需求年度增量分别高达 4.3Bcf/d 和 5.6Bcf/d，可以看出新冠危机后的需求修复的动能非常强大，但是至 2023 年需求年度增量可能降至 0.7 Bcf/d，已经远远跟不上供应的增量了。需求增速下滑，而供应仍在高速扩张是 Nymex 天然气由牛转熊最为核心的驱动。

四大消费下游在 2022 全年的天然气消费量是 79.8Bcf/d，较 2021 年增长 4.2Bcf/d，超过一半以上的需求增量都是有电力行业贡献的。电力需求增速在全年并非均匀分配，1 季度和 4 季度分别增加 1.6Bcf/d 和 1.5Bcf/d，而 2、3 季度合并增加 3.1Bcf/d。2 季度开始，尤其是 5 月份开始，增速显著上升，然而到 10 月份增速回落趋稳。至 2023 年 1 季度，四大下游消费量为 93.5Bcf/d，较 2022 年同期下降 2.2Bcf/d。其中，居民和商业需求降幅最大，同比降幅为 3.8Bcf/d，工业部门也有 0.5Bcf/d 的下降。令人意外的是电力行业的天然气消费量在 23 年 1 季度仍维持不错的增长，增幅为 2.4Bcf/d。

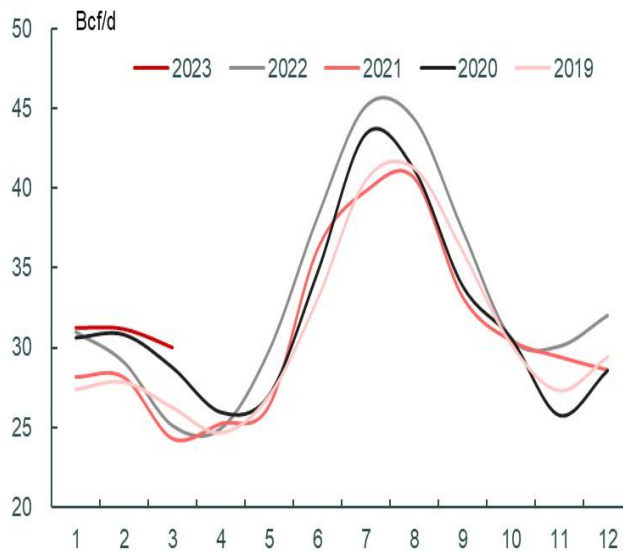
2023 年 1 季度，美国发电总量同比下降，降幅为 4%。总量下降的同时，结构上的分化也是较为明显，其中以煤电下降最为显著。23 年 1 季度，煤炭发电量同比下降近 30%，同期水电也有-16%的降幅。天然气发电量在 1 季度逆势录得 7%的增长，实属不易。之所以能够增长，主要原因在于煤电的降幅过大。煤电的降幅一方面是煤电产能仍在持续淘汰中，但是更为主要的原因在于气电相对煤电的经济性大幅提升，从而使得发电企业更加青睐于天然气，产生边际上增量需求。

图表 8：美国天然气月度消费量（电力工业居民商业）



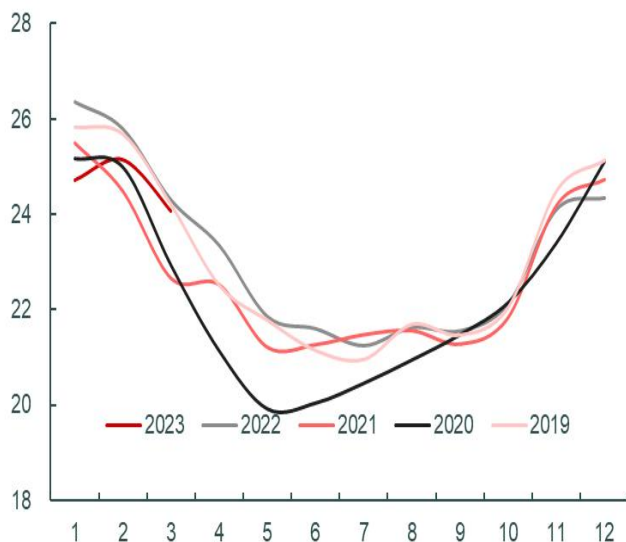
资料来源：EIA

图表 9：美国电力行业月度天然气消费量



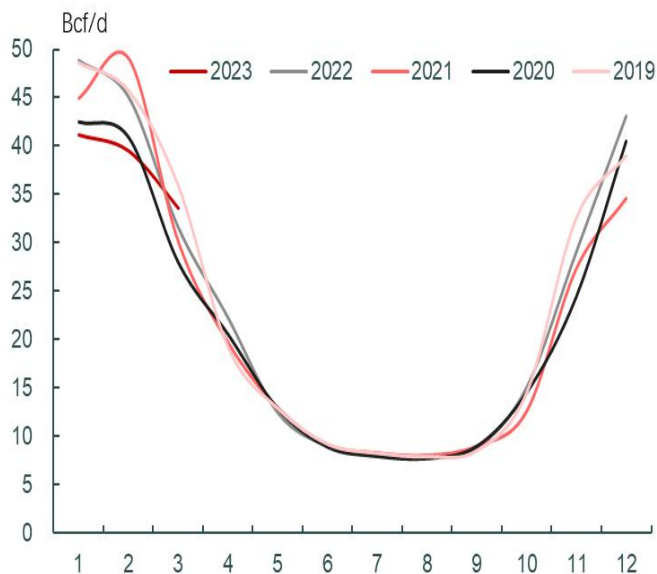
资料来源：EIA

图表 10: 美国工业部门月度天然气消费量



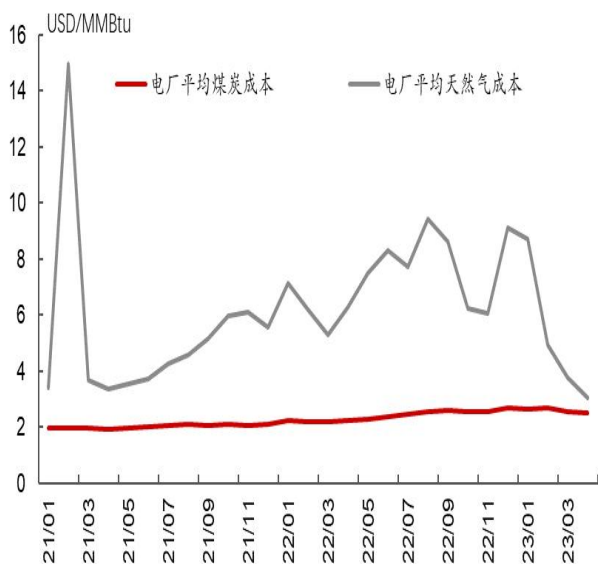
资料来源: EIA

图表 11: 美国居民和商业部门月度天然气消费量



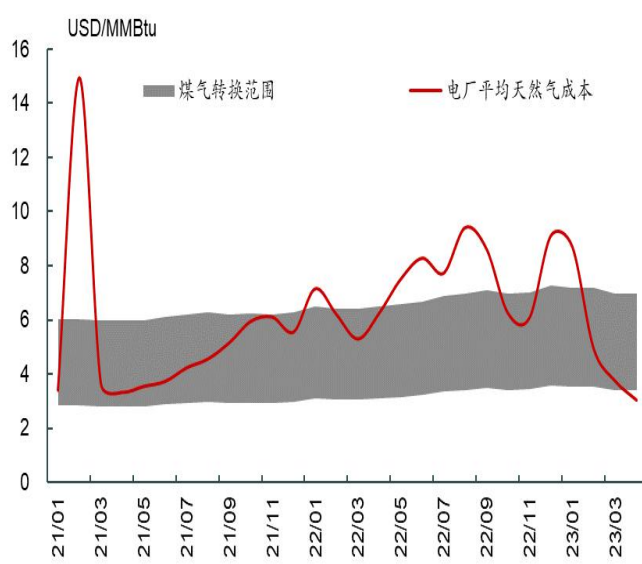
资料来源: EIA

图表 12: 美国电厂平均煤炭和天然气成本



资料来源: EIA

图表 13: 美国煤气转换范围



资料来源: EIA, 东证衍生品研究院

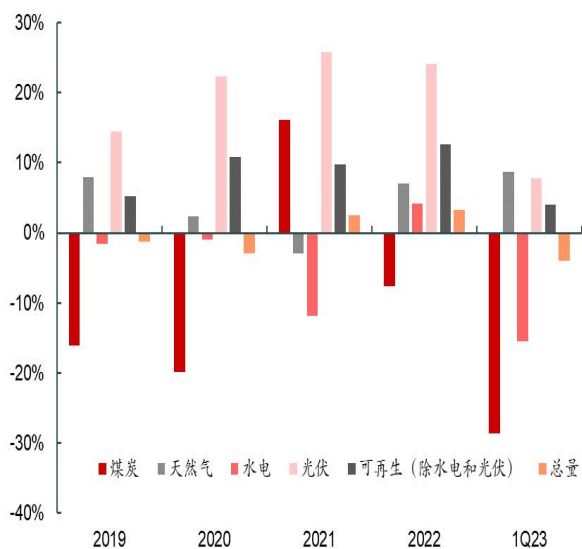
2022 全年美国发电量较 2021 年增加 133Twh, 其中天然气发电增量为 110Twh, 也就是说电力市场的增量需求在很大程度上都是由天然气发电来满足的。然而到了 23 年 1 季度, 发电量同比下降 41Twh, 同比增速为 -4%。如果该增速贯穿全年, 那么甚至超过了 2020 年的降速。总量在下降的过程中, 结构上也明显分化, 煤电和水电同比降速较高,

而光伏和可再生（除水电和光伏）增速明显放缓，天然气得以维持较高增速。23 年 1 季度煤电发电量的降幅与 2022 年全年基本差不多。由于可再生能源增速放缓，那么天然气发电依然成为刚需。

美国煤电产能的淘汰进程仍在持续中。2022 年，一共有 11.9GW 煤电产能被淘汰。2023 年，预期将会有 9.2GW 产能被淘汰，其中 1-4 月已经淘汰的产能有 1.6GW，剩余的 7.6GW 将在 5-12 月逐步被淘汰。在淘汰节奏上，6 月份和 12 月份两个月是淘汰高峰，分别由 3.4 和 2.1GW 产能下线。2011 年以来，煤电淘汰产能累计已经高达 116GW。当前仍在服役的煤电产能已经降至 194GW。

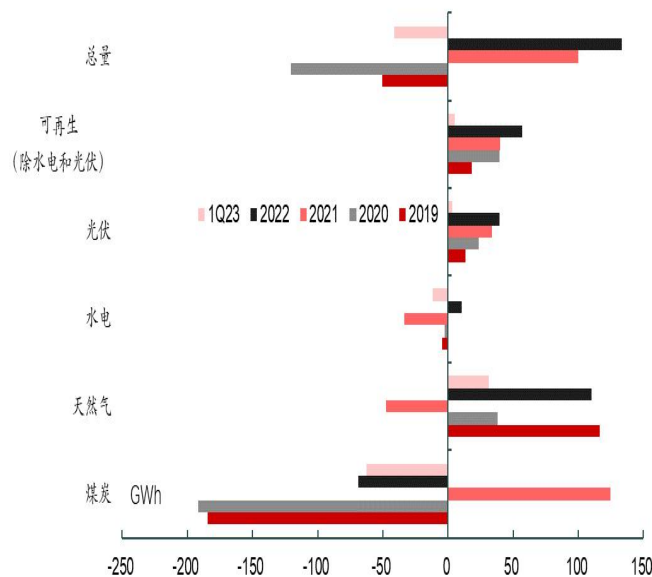
煤电淘汰的过程中，气电的产能持续增加。2011 年以来，气电累计投产的产能总量为 114GW，与煤电淘汰的产能相当。同时也有一部分气电产能被淘汰，尤其是非 CCGT 类型机组。2011 年以来，气电净增加的产能总量为 56GW。2022 年，气电净增加产能为 4.2GW，而到了 2023 年投产产能与淘汰产能基本相当，净增大约是 1GW。至 2024 年，气电产能甚至变成净减少。从长周期来看，煤电的落幕已经行进过半，而气电的扩张却临近尾声。未来新增的电源产能多集中于电池储能、光伏和风电。

图表 14：美国分电源发电量增速



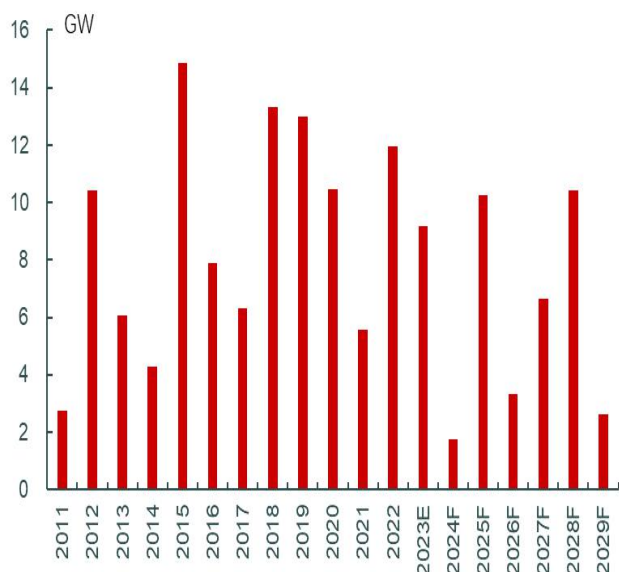
资料来源：EIA

图表 15：美国分电源发电量同比增量



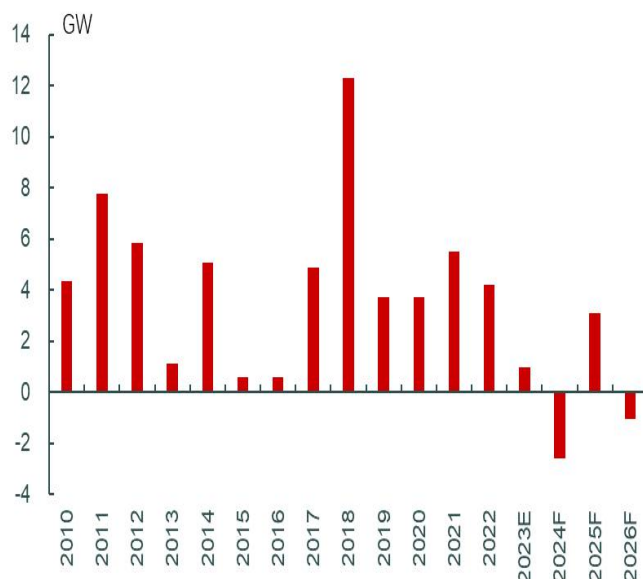
资料来源：EIA

图表 16: 美国煤电每年产能淘汰



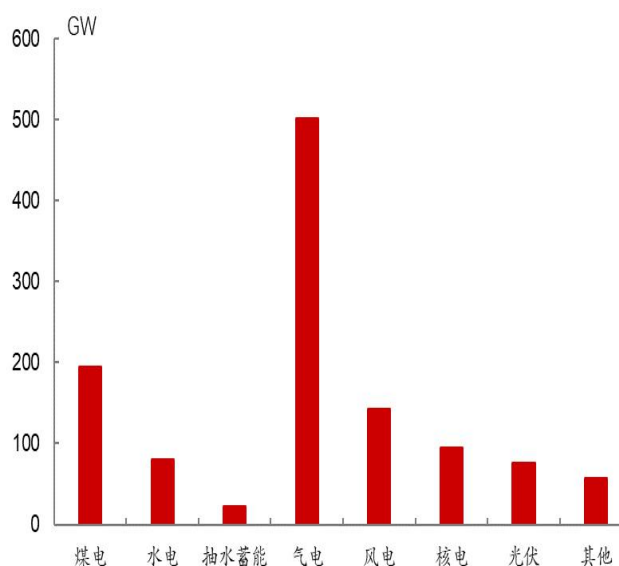
资料来源: EIA, 东证衍生品研究院

图表 17: 美国气电每年净增产能



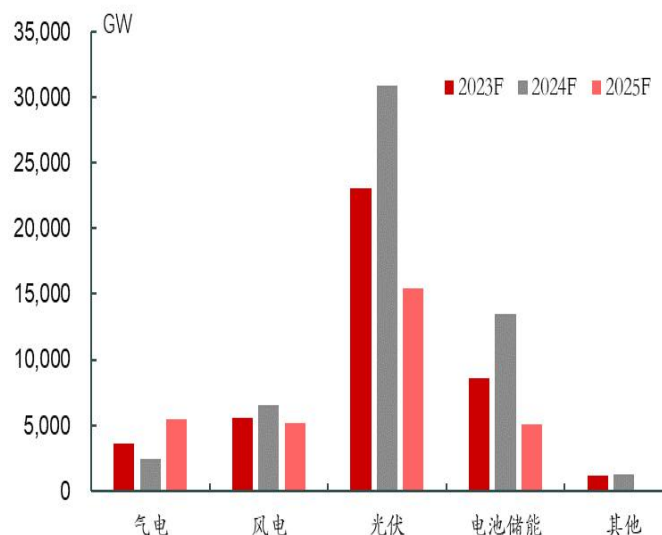
资料来源: EIA, 东证衍生品研究院

图表 18: 美国当前各电源装机总量(截至 23 年 4 月)



资料来源: EIA, 东证衍生品研究院

图表 19: 2023-2024 各电源计划装机量



资料来源: EIA, 东证衍生品研究院

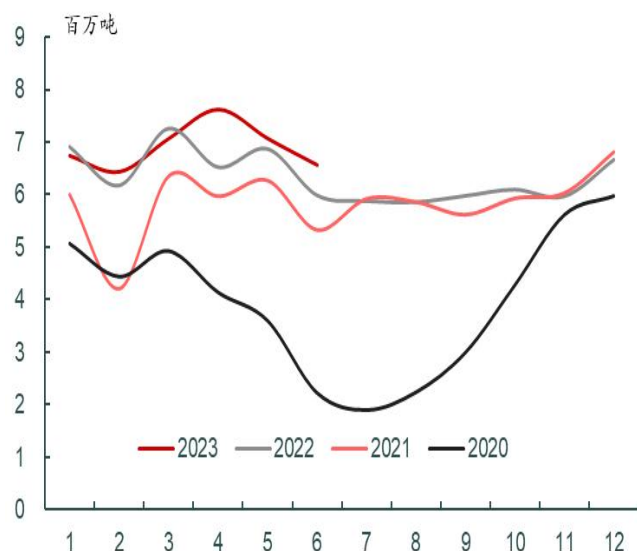
1.3、LNG 出口将是 2023 年需求增量的主要贡献力量

2023 年 1-6 月, 美国 LNG 出口总量为 4136 万吨, 较 2022 年同期增加 165 万吨。随着 Freeport 终端出口正常化, 美国在 4 月份的 LNG 出口量再度回到全球第一的水平。除了发生意外火灾的 Freeport 以外, 其他出口终端在 2022 年的实际出口量都超过了其基准负

荷下的产能，也都未超过设计的峰值产能。美国 LNG 出口终端大量投产暂告一段落，2023 年的增量可能只 Calcasieu Pass 二期项目，基准负荷产能是 600 万吨/年。由于技术原因，Venture Global 推迟了该项目商业化运营的时间表，可能会在 2H23 开启商业化运营。当前已经商业化运营的产能有 10.8Bcf/d（不包含待商业化的 Calcasieu Pass），在建项目有 7.3Bcf/d，其中大部分将在 2024-25 年投产，包括 Golden Pass、Plaquemines 和 Corpus Christi 三期出口终端投产，基准负荷下的产能分别为 1560 万吨、1800 万吨和 1000 万吨/年。

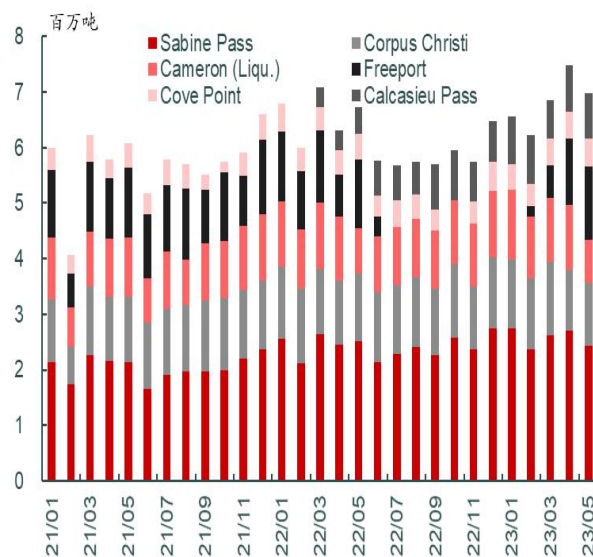
绝大部分美国 LNG 都流向了欧洲。在 2022 年出口的 7600 万吨 LNG 当中，有 5244 万吨都去了欧洲，另外 1890 万吨和 450 万吨分别流向了亚洲和美洲。按照欧美达成的协议，美国在 2023 年至少要向欧洲供应 500 亿立方米（折合 3900 万吨）。而在 2023 年 1-6 月，美国已经供应了近 2885 万吨，显然这个任务对美国来说并不是什么难事。值得注意的是，美国在 6 月份对欧洲 LNG 出口量大幅下降，较 5 月下降 175 万吨。同期欧洲 6 月份 LNG 进口总量较 5 月份下降 172 万吨。欧洲进口的减量基本上都是来自于美国的减量。6 月份 Sabine Pass 其中两个液化装置进行检修，美国 LNG 出口总量在 6 月份环比下降，另外流向亚洲区域的船货有一些回升。

图表 20：美国 LNG 月度出口量



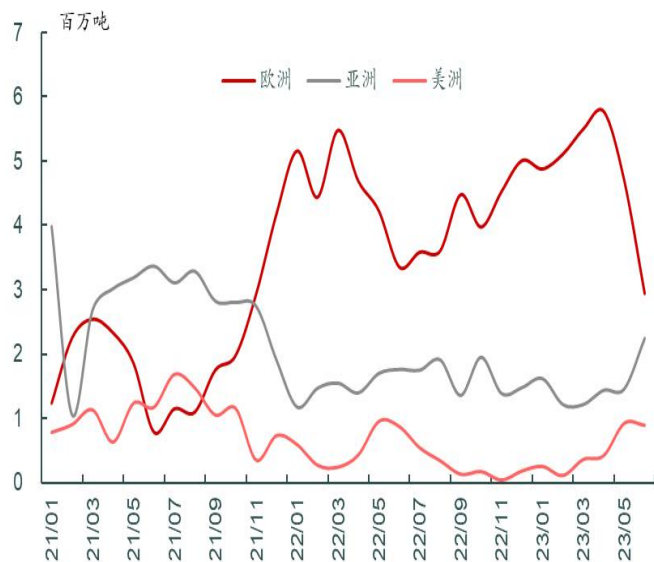
资料来源：Kpler

图表 21：美国 LNG 分终端出口量



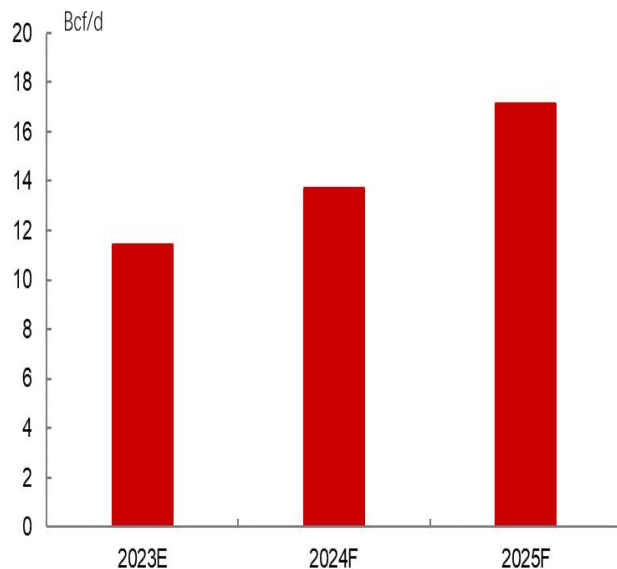
资料来源：Kpler

图表 22: 美国 LNG 出口流向



资料来源: Kpler

图表 23: 美国 LNG 出口产能 (基准负荷下)



资料来源: EIA

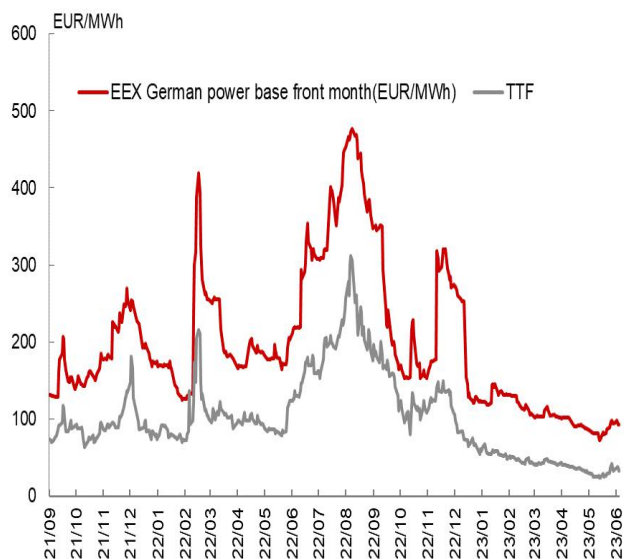
2、欧洲天然气市场——掩盖于脆弱供给体系外壳下的平静

2.1、电力市场转过剩，火电被挤压

TTF 价格一度跌破 30 欧元/MWh，距离 22 年 8 月的峰值跌幅已经超过 90%。虽然欧洲和美国的气价都是以暴跌收场，但是欧洲并不存在供应增速远超需求增速导致平衡表转过剩，而是通过暴力去需求的方式达到平衡表转过剩。欧洲天然气市场的矛盾可以说有一半是来自于电力市场。当电力市场不再存在严重缺口，那么气的问题也不会过度被激化。

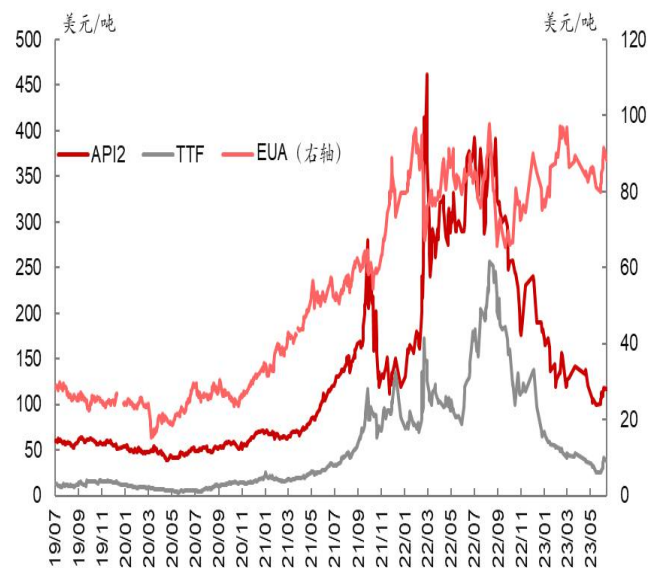
与美国电力市场类似的地方在于，欧洲在 2023 年 1-5 月的发电总量同比下降 5%，而 2022 全年发电总量下降 8%。同样是发电量下降，电价表现却是天壤之别。2023 年发电量下降主要系需求疲弱所致，而 2022 年则是电力供应出现严重短缺。2023 年的总量下降，结构上煤电和气电遭到严重挤压。23 年 1-5 月份，煤电和气电的发电量同比增速均在 -18% 左右。风电、光伏和水电同比增速分别为 4%、9% 和 12%，而核电的拖累也在逐步减弱。煤炭的点火价差跌入到负值区域很好地诠释了欧洲电力市场由严重短缺转向过剩。只要电力需求维持弱势，那么煤电和气电仍将是被挤压的对象。倘若需求出现好转，边际上的增量首先要由可再生能源去填补，若依然有缺口，缺口则会传导至火电上。煤电的点火价差仍是非常好的观察工具。

图表 24: 德国基准负荷电价 vs TTF



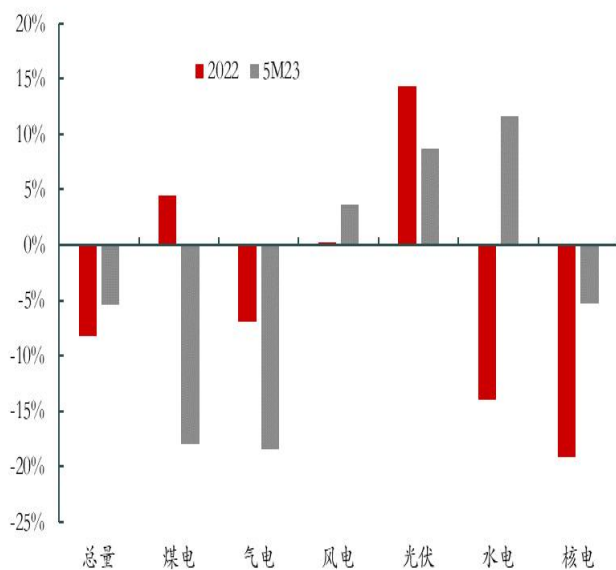
资料来源: Refinitiv

图表 25: TTF (欧元/MWh) vs API2 vs 欧洲碳价



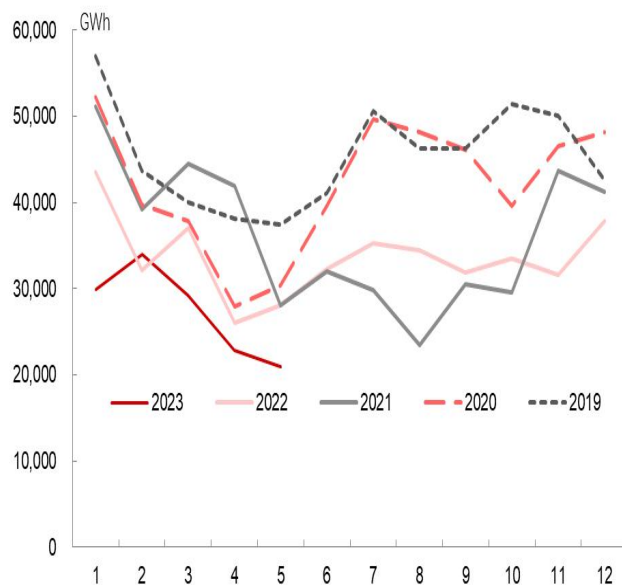
资料来源: Refinitiv

图表 26: 欧洲发电量同比增量



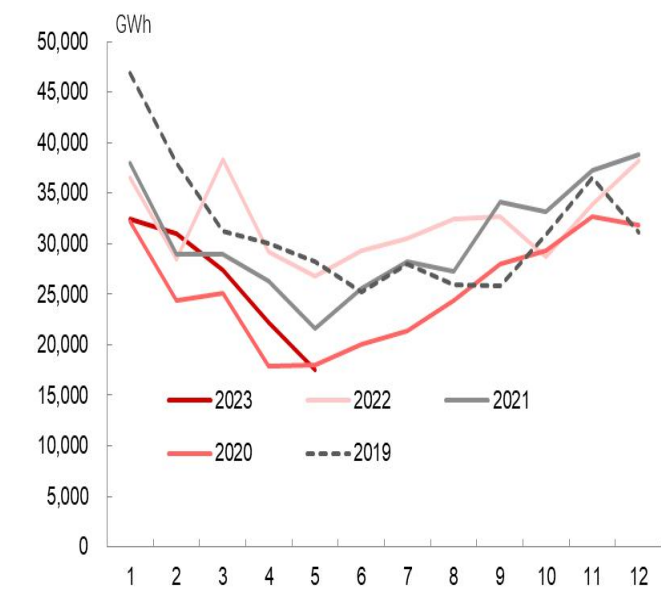
资料来源: Bloomberg

图表 27: 欧洲气电月度发电量



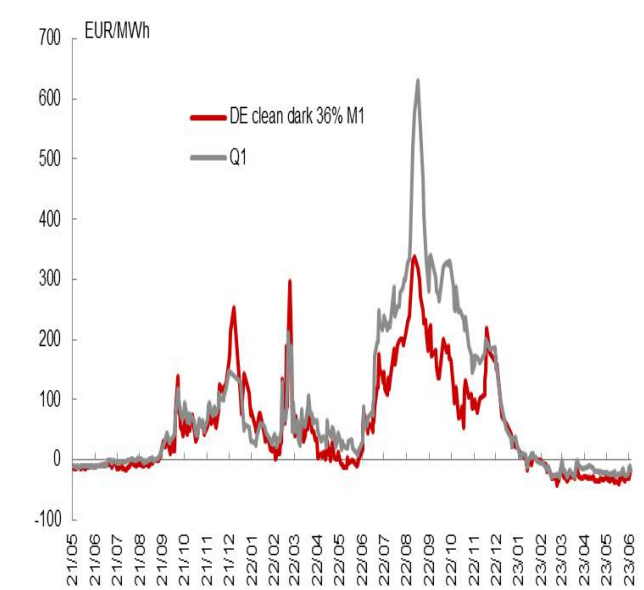
资料来源: Bloomberg

图表 28: 欧洲煤炭月度发电量



资料来源: Bloomberg

图表 29: 德国煤电点火价差



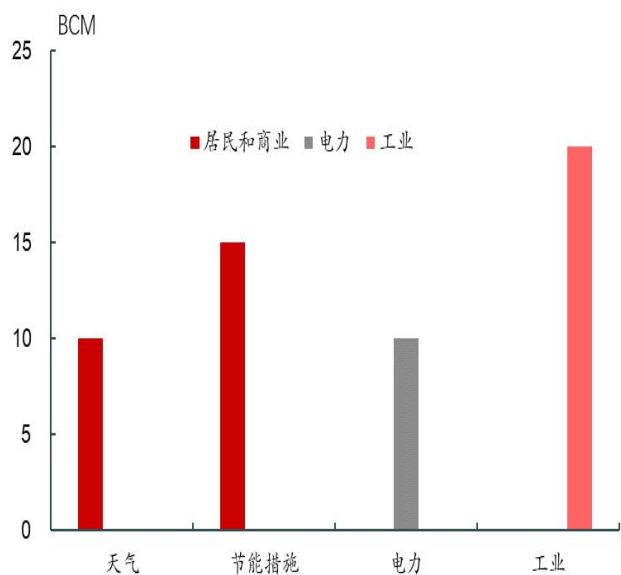
资料来源: Refinitiv

2.2、欧洲天然气需求短期或已见底

鉴于电力市场转过剩，电价对气价的“天花板”效应越发突出。欧洲天然气需求分为三块，分别是工业、居民商业和电力。在 2022-23 取暖季（11 月-3 月）期间，欧洲天然气需求较上一取暖季下降 18%。IEA 报告认为 OECD 欧洲在 2022-23 取暖季需求同比下降 16%（550 亿立方米），其中居民和商业部门下降 250 亿立方米，电力部门下降 100 亿立方米，工业部门下降 200 亿立方米。居民和商业部门可以进一步拆分为 100 亿立方米为暖冬效应导致，另外 150 亿立方米则是欧洲各国采取的强制性和自愿性节能产生的效果。节能导致的需求下滑在未来也不太可能回得来。工业部门也存在跟居民部门一样的情形，节能手段也导致工业部门一部分需求永久性消失。想要非常准确地剔除出自愿性和强制性节能对于工业部门天然气需求下降幅度的贡献是比较困难的。在 22/23 年取暖季（11 月-3 月）期间，欧洲粗钢产量、中西欧原铝产量和精炼锌产量同比增速分别为-16%、-13%和-10%。钢铁和精炼锌的产量在 2023 年都出现了较为明显的恢复，但是铝的产量依然在下降。如果简单以金属产量降幅与欧洲工业部门天然气需求量降幅对比来看，工业部门天然气需求的下降主要系产量下降所致，节能措施带来的天然气消费量下降幅度可能不会超过 50 亿立方米。结合居民和商业部门来看，节能措施导致的欧洲天然气消费量下降总幅度可能会在 150 亿立方米左右。这部分降幅可以被认为是永久性消失的需求。

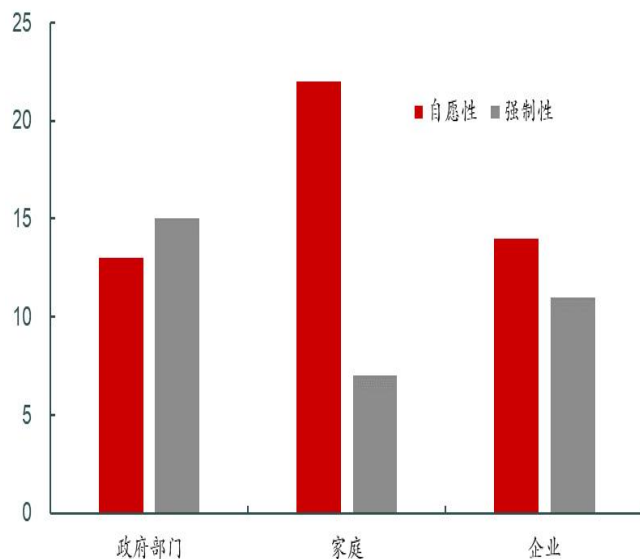
根据 IPOL 对欧盟成员国的调查问卷中（22 年 10 月 25 日截止），政府针对居民、企业和政府管理部门都存在强制性和自愿性节能举措。整体而言，自愿性举措更多一些。企业和政府部门存在强制性节能措施占比更高。有 7 个成员国出台对居民部门的强制性节能措施，22 个成员国对居民部门的节能都是自愿性质的。有 14 个成员国对企业部门出台强制性节能，另外 11 个成员国则是自愿性的。

图表 30: 22/23 取暖季欧洲天然气需求下降分布



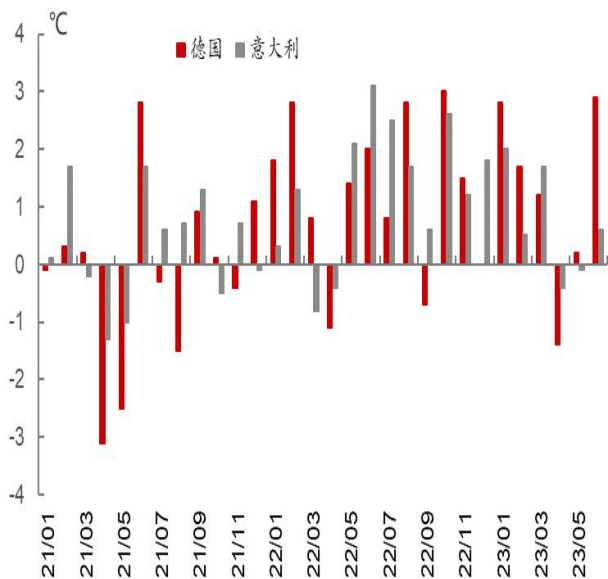
资料来源: IEA

图表 31: 欧盟出台强制性和自愿性节能措施成员国数量



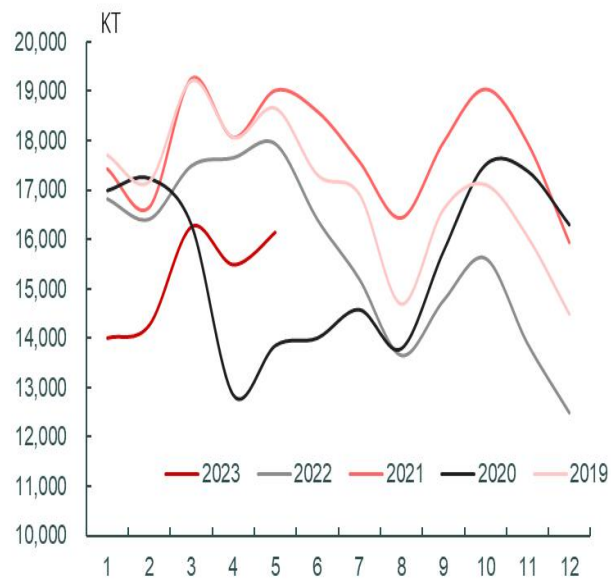
资料来源: 欧洲议会 IPOL

图表 32: 德国和意大利气温较历史常值偏离度



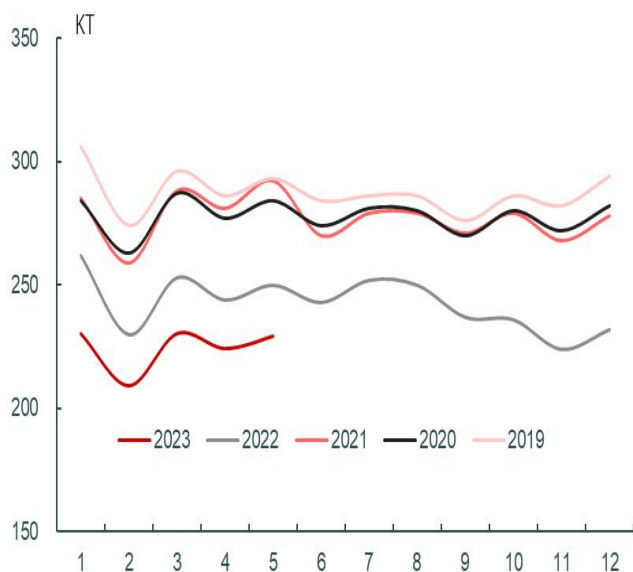
资料来源: Refinitiv

图表 33: 欧洲粗钢月度产量



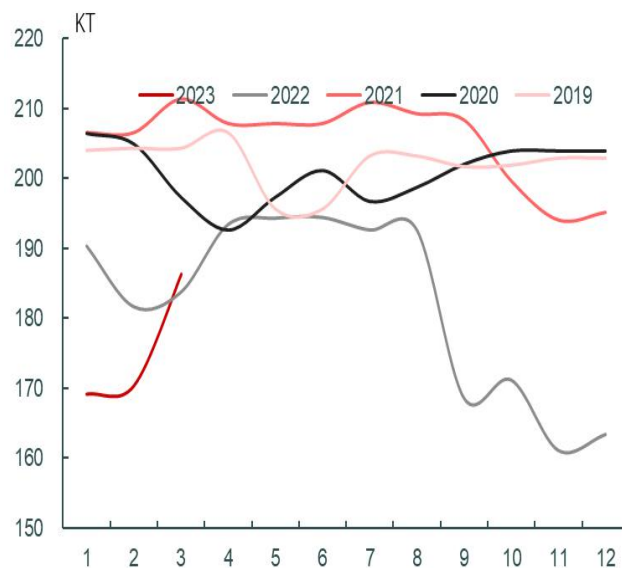
资料来源: Wind

图表 34：西欧和中欧原铝月度产量



资料来源：Wind

图表 35：欧洲精炼锌月度产量

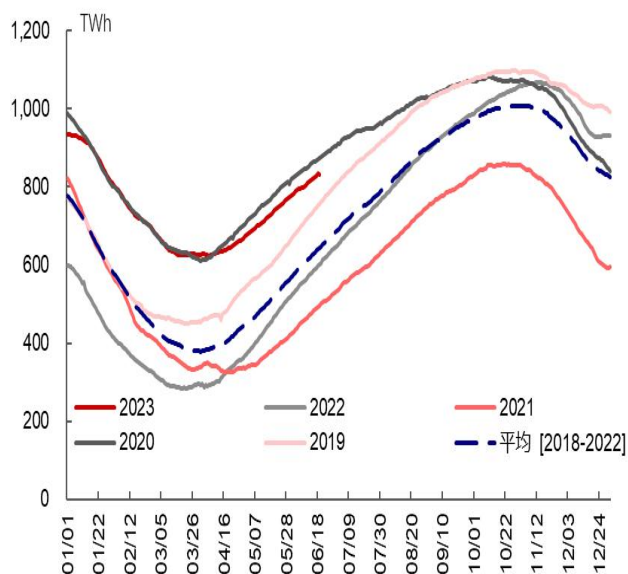


资料来源：Wind

欧洲天然气市场的核心矛盾在于需求，需求是抑制气价最为主要的因素。回溯 22 年下半年以来的变化，工业部门需求率先下降，因为无法将能源成本充分地传导至终端产品上。接下来进入到取暖季，暖冬进一步挤压居民和商业部门的天然气需求。由于欧洲经济下行压力逐步加大，电力需求总量也在下降，同时新能源发力有明显恢复，进而挤压煤电和气电的空间。电力部门接力居民和商业部门构成对需求的抑制。然而，进入到 2023 年，工业用气需求有所修复，从粗钢和精炼锌的产量均有体现。

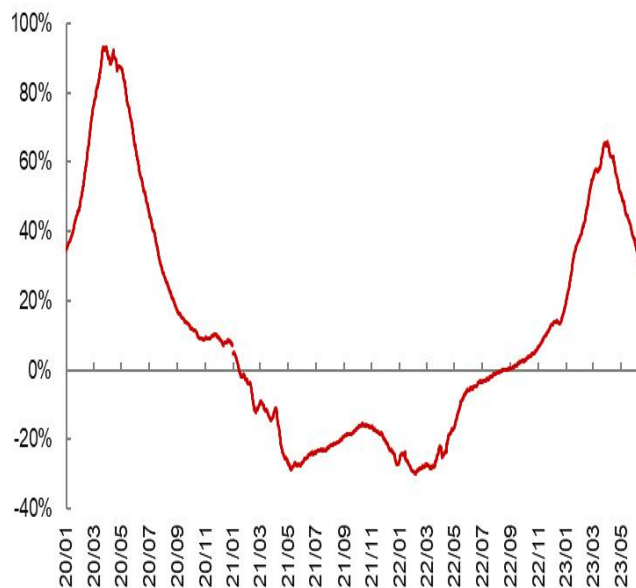
在上一个取暖季未结束之前，欧洲天然气库存轨迹竟然循着新冠危机时的水平运行，由此可见需求之弱。2022 年 3 月，去库周期结束，同时开启库存上升周期。至 23 年 3 月底，库存拐点再度出现。整个 2 季度，库存都在朝着去化的方向在演绎。我们从实际消费的维度去看，尤其是进入到 2 季度，需求基本上已经触底，进一步被挤压的空间变得非常有限。欧洲供应安全问题在需求坍塌之下被掩盖，在未来很有可能会再度对市场产生扰动。实际上欧洲天然气供应体系依然处于较为脆弱的状态，脆弱到现有的供应来源不能出现一丝问题，脆弱到不支持欧洲需求出现显著的复苏。

图表 36: GIE 欧洲天然气库存



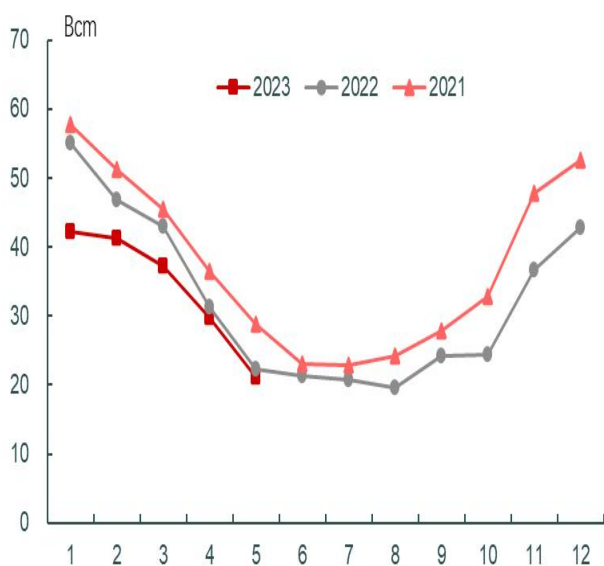
资料来源: Bloomberg

图表 37: GIE 欧洲天然气库存偏离度



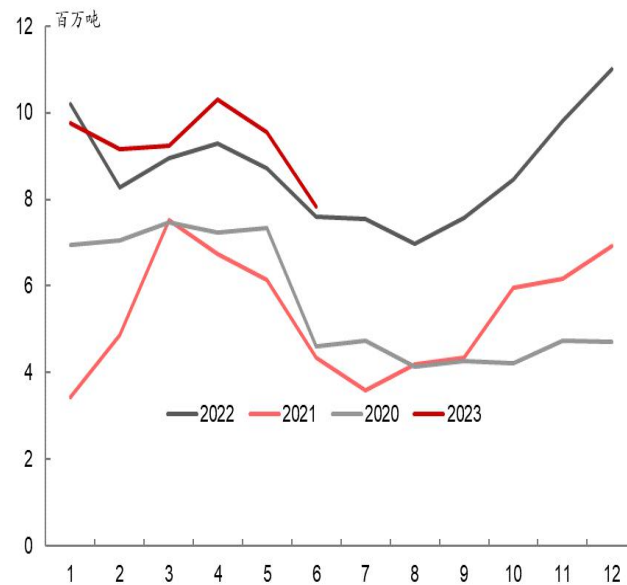
资料来源: Bloomberg, 东证衍生品研究院

图表 38: 欧洲天然气月度实际消费量



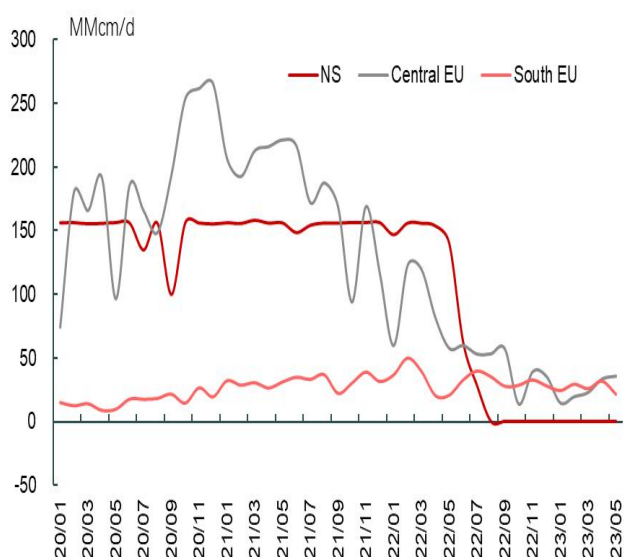
资料来源: Bloomberg, Kpler, 东证衍生品研究院

图表 39: 欧洲 LNG 月度进口量



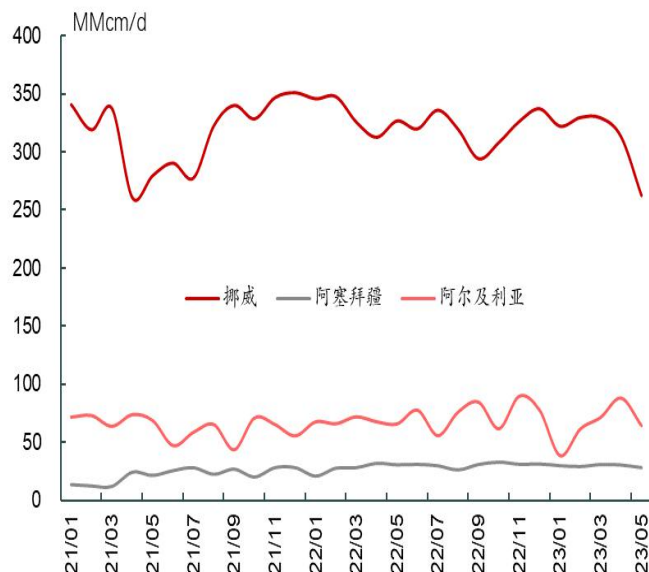
资料来源: Kpler

图表 40: 俄罗斯 PNG 对欧洲供应量



资料来源: Bloomberg

图表 41: 挪威等国 PNG 对欧洲供应量



资料来源: Bloomberg

图表 42: 欧洲天然气供需平衡表 (单位: 亿立方米)

	2023E	2022	2021
PNG-挪威	1135	1185	1153
PNG-俄罗斯	200	606	1345
PNG-其他	360	380	321
LNG	1520	1421	875
产量	560	580	600
需求	3855	3872	4512
库存变化	-80	300	-218

资料来源: Bloomberg, OIE, Refinitiv, 东证衍生品研究院

从供应端来看, 俄管道气供应没有太多的变化, 我们预计 2023 全年供应量可能在 200 亿立方米左右。非俄管道气, 尤其是挪威在 5 月份出现较为明显的下降, 同比降幅高达 20%。基于当下欧洲的供应体系, 容不得挪威出现半点闪失。挪威供应量的下降也很快传导至 TTF 价格上。我们对 2023 全年非俄管道气供应预计较 2022 年水平小幅下降。

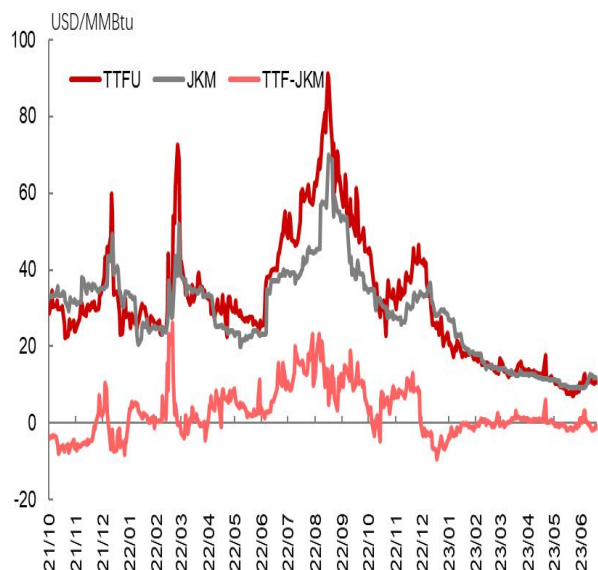
欧洲仍然在加大 LNG 补充力度试图使得库存处于更加充裕的状态, 尤其是取暖季结束后, 欧洲仍在大量 LNG。2023 年 1-6 月, 欧洲 LNG 月均进口量为 930 万吨, 同比增长 5.3%。我们预计 2023 全年欧洲 LNG 进口总量可能会较 2022 年增加 100 亿立方米。2023 上半年, 欧洲全力补充 LNG 资源并不存在较大的障碍, 因为东北亚的需求非常弱。一旦东北亚需求修复, 那么欧洲和亚洲将面临着竞争 LNG 资源, 进而或将推升 LNG 现货价格。

3、亚洲需求是 LNG 市场的核心变量

作为全球需求中心，东北 LNG 的需求在 23 年上半年表现平平。1H23 东北亚 LNG 进口同比下降 120 万吨。东北亚需求表现非常疲弱，一方面是中国没能充当需求增长的引擎，另一方面是日本的需求实在是太差，对于整体的拖累作用非常之大。从全球 LNG 供需来看，欧洲 LNG 进口需求在 1H23 同比增加 280 万吨。2023 年需求的边际变化要远远低于 22 年，这也解释了为什么市场波动率逐步在下降，因为需求的波动幅度在减少。LNG 市场的核心矛盾在于亚洲需求。如果亚洲需求一直维持低位，那么欧洲依然可以大量进口 LNG 以补充管道气不足的缺口。一旦亚洲需求恢复，那么欧洲和亚洲将必然进入到争抢 LNG 资源的阶段。

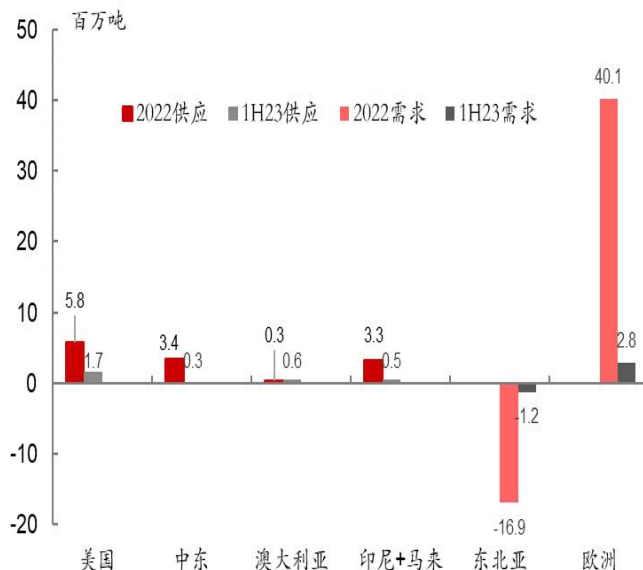
2023 年，全球 LNG 供应的增量也在下降。由于 Freeport 重启，美国在 1H23 录得 180 万吨同比增量，而中东、澳大利亚、印尼+马来西亚产量同比增量分别只有 30 万吨、60 万吨和 80 万吨。我们在此前的报告中也曾阐述过 2023 年是 LNG 液化产能投产的空窗年份，大规模投产需要等到 2024 和 2025 年。

图表 43: JKM vs TTFU



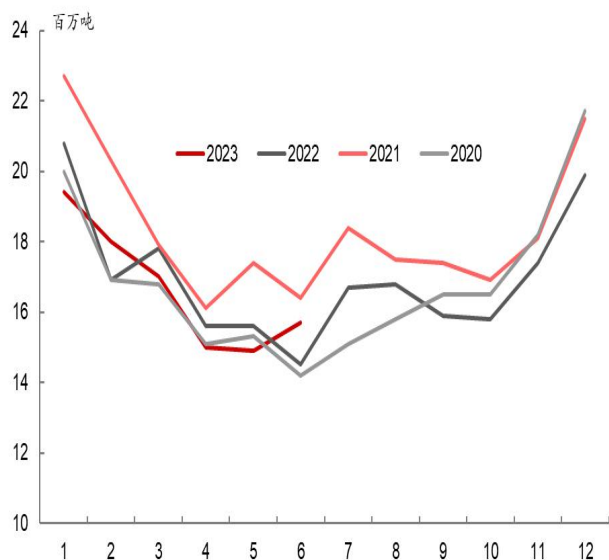
资料来源: Bloomberg

图表 44: 全球 LNG 供应和需求同比增量



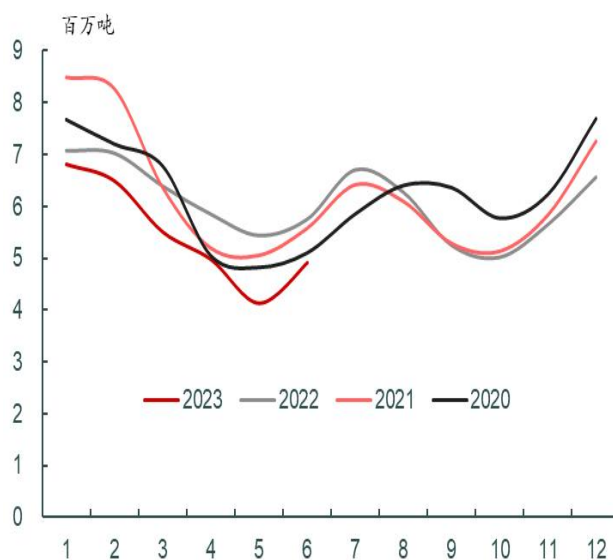
资料来源: Kpler, 东证衍生品研究院

图表 45: 东北亚 (中日韩) LNG 月度进口量



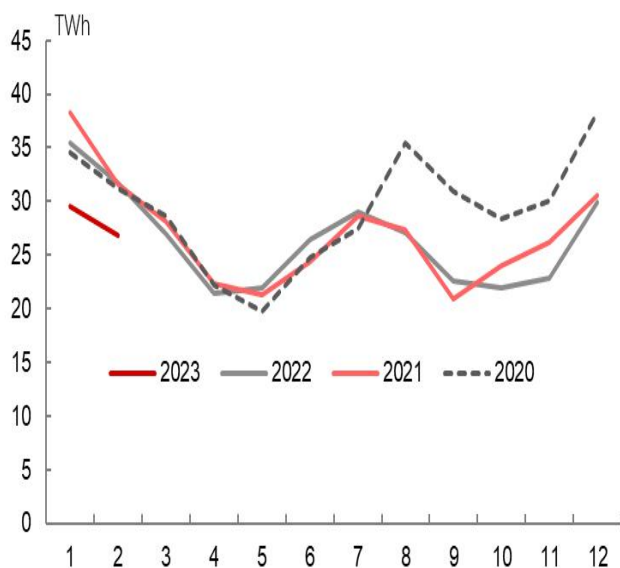
资料来源: Kpler

图表 46: 日本 LNG 月度进口量



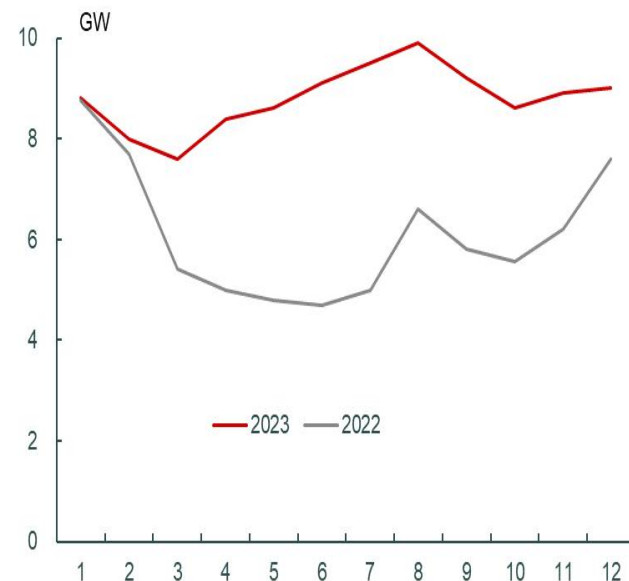
资料来源: Kpler, 东证衍生品研究院

图表 47: 日本天然气月度发电量



资料来源: Bloomberg

图表 48: 日本核电月度运营产能

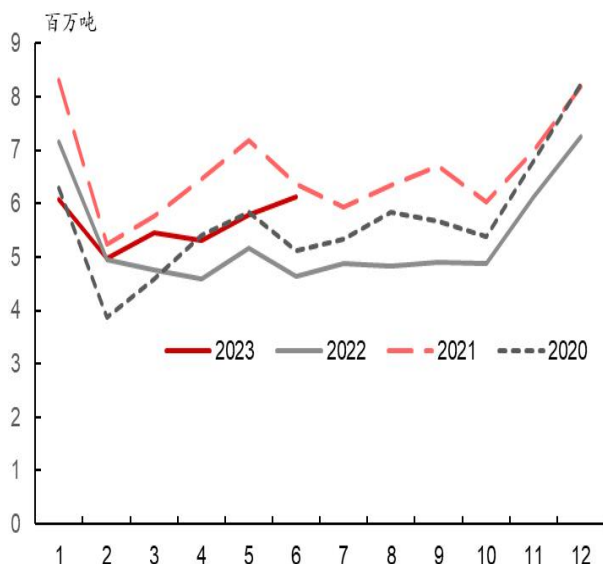


资料来源: METI

日本和韩国在 1H23 进口量同比分别下降 473 万吨和增加 82 万吨。日本 LNG 进口量的下降成为东北亚需求最大的拖累项, 1H23 同比降幅高达 12%。LNG 进口需求下降其中很重要原因在于天然气发电量下降。气电下降部分原因在于核电的恢复。2023 年日本核

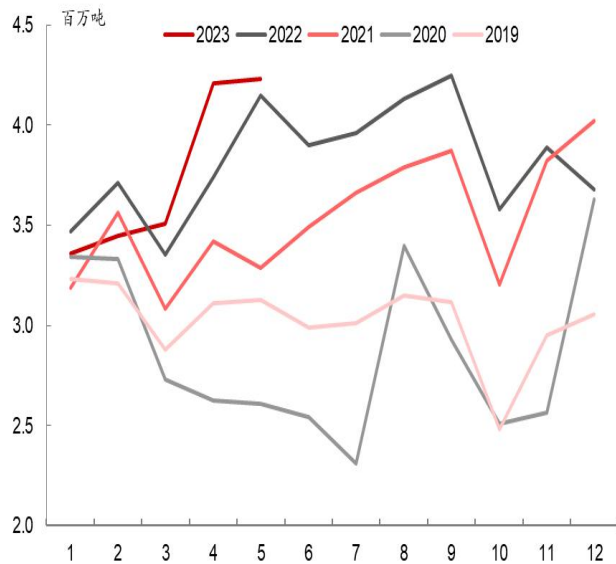
电预期运行产能可能会达到 8.8GW，较 2022 年增长 40%。核电在 23 年的增量预计为 30TWh，而 2022 年气电总量为 317TWh。假设等量替代，气电在 2023 年降幅为 9.6%。

图表 49：中国 LNG 月度进口量



资料来源：Kpler

图表 50：中国 PNG 月度进口量



资料来源：海关总署

2022 年天然气价格暴涨对于中国的天然气需求也产生了负面作用，首当其冲是工业领域，其次是天然气发电需求也存在一定幅度的下降，两者在 2022 年度环比降幅分别为 3%和 7%。全球制造业仍未走出不景气泥潭，因此工业需求预计依然将相对疲软。发改委口径的表观消费量在 2023 年 1-5 月累计值为 1593 亿立方米，同比增速为 4.2%。

2023 年 1-5 月，国内天然气累计产量为 973 亿立方米，同比增长 5.3%。另据 Kpler，中国 LNG 进口量在 1H23 同比增加 248 万吨。2023 年 1-5 月，管道气进口量同比仅增加 33 万吨（折合 45 亿立方米）。管道气的增量主要是来自于中俄东线。中俄东线在 2022 年供气量大约有 155 亿立方米，2023 年可能会增加至 220 亿立方米以上。管道气和 LNG 进口量整体同比增速仅为 3%。

4、投资建议

对于亚欧市场来说，最重要的变量乃是东北亚的需求。东北亚需求疲弱才让欧洲得以大量进口 LNG 补充 PNG 的缺口。一旦东北亚需求出现较为强劲的复苏，那么欧洲将与亚洲必然将争夺有限的 LNG 船货资源。欧洲天然气需求进一步被挤压的空间非常有限，但是目前欧洲的供应水平并不足以支撑欧洲工业部门需求的强势复苏。需求疲弱时，供应问题则被掩盖。我们预计东北亚和欧洲或在 23/24 年取暖季之前争抢 LNG 资源，TTF 和 JKM 均将趋于上涨，我们对于 TTF 冬季合约的目标价预期为 100 欧元/MWh。

美国天然气市场的矛盾相对更小，供应增速远超需求增速并不会被逆转，需求很难进入到新一轮的上行周期，而供应对于低气价的负反馈不易形成。不过由于欧洲市场与美国逐渐在形成更为紧密的联动，HH 也将趋于上涨，但是涨幅一定要弱于 TTF 或 JKM。

5、风险提示

海外经济实质性衰退等。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com